

УДК 553.981

НОВІ ДАНІ ЩОДО ГЛИБИННОЇ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ЦЕНТРАЛЬНОЇ ЧАСТИНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

В.Р. Хомин, Л.С. Мончак, Б.Й. Маєвський

View metadata, citation and similar papers at core.ac.uk

E-mail: geotom@ifdtung.if.ua

Наведены новые взгляды глубинного геологического строения и перспектив нефтегазоносности центральной части Предкарпатского прогиба. Анализ геоплотностного моделирования и данных сейсмических исследований дает возможность утверждать, что в процессе формирования насувных структур тектонические уступы фундамента обусловили создание параавтохтонного антиклинория. С последнего сорван палеоген-неогеновый комплекс пород, которые составляют Бориславско-Покутскую зону. Это позволяет по-новому подходить к оценке перспектив нефтегазоносности глубинной части Предкарпатского прогиба.

The new sights on a plutonic geological feature and oil and gas bearing outlooks of the central part of precarpathion flexure are induced. Analysis of geodensity simulation and seismic datum research enable to improve, that in process of patterns forming the tectonic shoulder of the holes stimylate the creation of paraafthtonniy antyclinoriy had breaked paleogene-neogene complex of formations, which one compound Borislavsko-Pokutsky zone. It allows to make a fresh view on oil and gas bearing outlooks of a plutonic part of Precarpathion flexure.

Вияснення геологічної будови глибинних частин Передкарпатського прогину має важливе практичне значення для ведення пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ та створення загальної концепції розвитку Карпатського регіону. Тут виконано великий обсяг геолого-геофізичних досліджень та буріння надглибоких свердловин, аналіз яких продовжується і до сьогодні, що дає змогу дещо інакше поглянути на їх геологічну будову та перспективи нафтогазоносності.

Аналіз сейморозвідувальних даних і результатів надглибокого буріння дали підстави З.В. Ляшевичу, Л.М. Кузьмику, Л.Ф. Ключі [1] виділити антиклінорій, що складений переважно нижньокрейдовими утвореннями, зібраними в антиклінальні складки, які насунуті одна на одну, це, зокрема, Шевченківська та Максимівська. Антиклінорій трасується в межах Долинського та південно-західній частині Бориславського нафтогазоносних районів. В будові антиклінорію відсутні палеогенові породи, що відірвані від нижньокрейдових, пересунуті далеко в північно-східному напрямку і складають Бориславсько-Покутську зону. Антиклінорій знаходиться під Орівською скибою. Звичайно, його логічно б було віднести до Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину або виділити як самостійний елемент.

Вивчаючи доальпійський фундамент Передкарпатського прогину, М.Д. Будеркевич, Х.В. Заєць, Б.І. Івахів [2] виявили, що перед фронтом відомих складок Бориславсько-Покутської зони поверхня фундаменту утворює дещо припідняту область (бар'єр або вал) шириною 3-4 км, який був перепоною при насунанні складок.

Аналіз даних геогустинного моделювання і даних сейсмічних досліджень дає нам підстави стверджувати, що це уступи назагал тектонічного походження, що ускладнені ерозійно-абразивними процесами. Таких уступів було декілька (рис. 1). Кожен з них впливав на насунві процеси. Це добре підтверджується свердловиною 1-Лути, яка під нижньокрейдовими відкладами при глибині 5654 м розкрила нижньонеоген-палеогенові відклади, у розрізі яких відмічені конгломерати, утворення яких пов'язане з ерозійними чи абразивними процесами. Великі кути падіння порід (до 45°) свідчать про те, що ці породи також зазнали насунних процесів і можуть бути віднесені до параавтохтонних. Вказані складки, зустрівши бар'єр на своєму шляху, були зупинені і утворили, очевидно, параавтохтонний антиклінорій, на який був насунений нижньокрейдовий антиклінорій.

Складки як параавтохтонного, так і нижньокрейдового антикліноріїв мають значну протяжність і розбиті поперечними тектонічними порушеннями на окремі блоки. Частина цих блоків може слугувати пастками для нафти та газу та, безумовно вони стануть пошуковими об'єктами, невідлячись на відносно великі глибини їх залягання. Щодо наявності порід-колекторів на вказаних глибинах, то необхідно зазначити, що в опорній

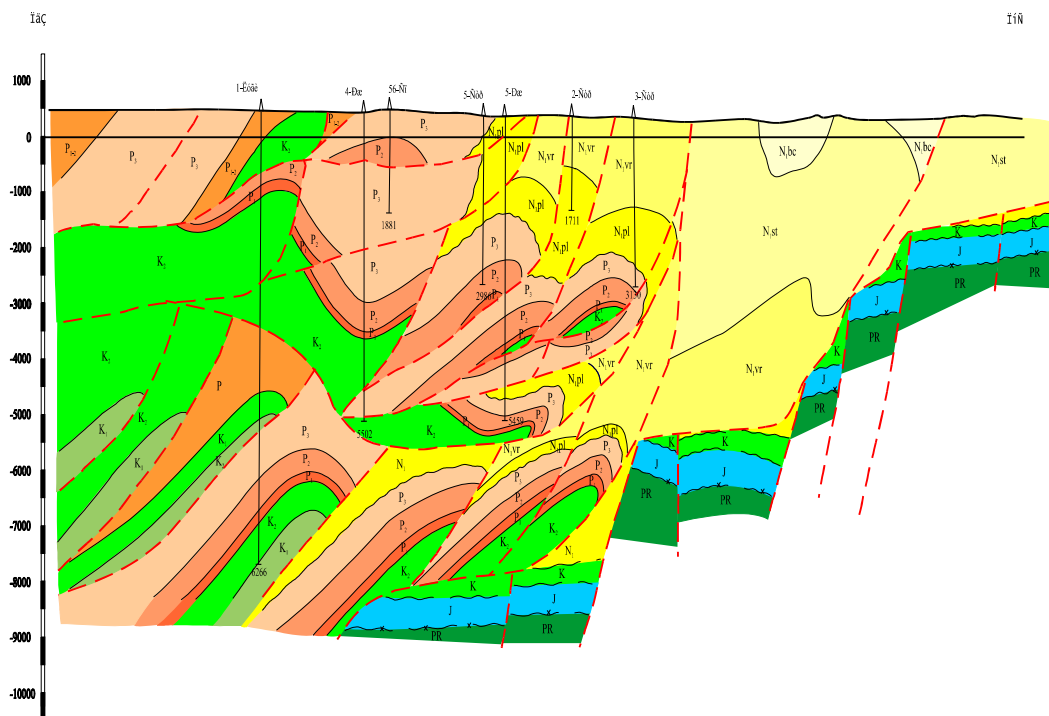


Рисунок 1 – Геологічний розріз по лінії Луги – Рожнятів – Струтин

свердловині Луги-1 при випробуванні інтервалів 6260-6190, 6080-6045, 6020-5970 і 5955-5925 м отримані припливи води із значною кількістю газу і півкою конденсату. Поряд у свердловині Шевченково-1 інтенсивні нафтогазопрояви спостерігались при розкритті тріщинуватих пісковиків нижньої крейди в інтервалі близько 7 км і нижче, що вказує на проникність коренів нафтогазоносності на велику глибину. За матеріалами промислово-геофізичних досліджень розріз нижньої крейди в інтервалі 7070-6945 м представлений середньо- і високопористими колекторами, а в інтервалі 5960-5900 м – колекторами середньої ємності. Нафтонасиченість порід становить 60 % [3].

Комплексний аналіз широкого спектру фактичних геолого-геохімічних, палеологічних, мінералогічних та інших матеріалів показує, що в Передкарпатському прогині з практично застійними гідродинамічними умовами рідкі вуглеводні виносились в кайнозойський алохтонний покрив по розривних порушеннях із глибокозанурених товщ, можливо мезозою-палеозою. Одним із показників вертикальної міграції вуглеводнів є генетична спорідненість нафт та попутних газів платформного піднасувного автохтону і флішового алохтону Карпат [4].

Нафтогазоносності крейдово-палеогенові породи флішового покриву розбиті численними тріщинами з прожилками кальциту і рідше кварцу, в яких, крім вуглеводневих компонентів у вигляді примазок і включень різних консистенцій, інколи зустрічаються вуглеподібні зі скляним блиском речовини, що за діагностичними ознаками відносяться до піробітумів типу керитів-антраксолітів. Ізотопний склад вуглецю ($\delta^{13}\text{C}$) вищого кериту із свердловини Спас-101 і антраксоліту із свердловини Рожнятів-12 відповідно становить -12,34 і -23,61 ‰ та аналогічний ізотопному складу вуглецю кериту із гідротермальної мінералізації Закарпаття, величина якого

змінюється від -12,34 і до -23,61 ‰. Необхідно зазначити, що крім окремих включень піробітумів часто на площинах тектонічної тріщинуватості зустрічаються чорні сажисті нальоти.

Присутність в тектонічних прожилках вуглеподібних піробітумів на Спаській, Рожнятівській, Північнодолинській та інших площах вказує на високотемпературний (понад 200-250 °C) характер флюїдів, що транспортували мінеральні та вуглеводневі компоненти в розрізі Передкарпатського прогину. За даними термобаричних досліджень температури гомогенізації окремих газорідних включень із епігенетичних мінералів тектонічних тріщин досягають 190-240 °C.

За даними Я.І. Добровольського і С.Г. Думанського (1977) у Спас-Струтинському районі виділяються дві значні високотемпературні аномалії [3]. Північно-східний температурний максимум приурочений до Струтинського нафтового родовища і характеризується температурами понад 70 °C. Враховуючи порівняно невеликі запаси родовища, а також деяке зміщення осової лінії аномалії відносно склепінної частини Верхьострутинської складки на північний схід, в бік склепіння більш глибокозануреного тектонічного елементу, природу високих температур можна пов'язувати з впливом покладів вуглеводнів, які вміщуються, ймовірно, в піднасувній антикліналі.

На південний захід від даної аномалії за даними температурних замірів у свердловині Спас-1, 4, 9, 10, намічається значна за розмірами високотемпературна ділянка, обмежена тільки з північного сходу ізотермою 70 °C. Цей температурний максимум зміщений відносно Спаського родовища на південний захід і співпадає з склепінною частиною Лугівської антикліналі. Це дає можливість високо оцінити перспективи нафтогазоносності палеогенових відкладів даної структури.

Дослідження [5] свідчать про ймовірну наявність покладів рідких вуглеводнів на великих глибинах у Передкарпатському прогині. Встановлено, що на глибинах до 8 км пластові температури і тиск відповідно будуть не перевищувати 190-200 °C і 115-125 МПа. При таких термобаричних умовах на глибинах 5-8 км можна у покладах очікувати нафти перехідного типу з вмістом газу до 1000-1300 м³/м³, газоконденсатнонафтові, нафтоконденсатні і нафтогазоконденсатні. Однак співвідношення в покладах між рідкими і газоподібними вуглеводнями залежать також від екрануючих властивостей порід-покришок. Добра ізоляція сприятиме збереженню великої частки газу в пластах і відповідно повного набору нафтогазових систем, погана – втраті газової фази і утворенню нафтогазових, газонафтових або навіть нафтових покладів.

Проведені детальні дослідження на родовищах Передкарпаття показали [6], що характер заповнення нафтою резервуара зумовлений переважно як його тектонічною порушеністю, так і відповідно тріщинуватістю, які сприяли підвищенню ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів. Найбільш продуктивні видобувні та нагнітальні свердловини групуються вздовж зон трасування тектонічних порушень і відповідного розвитку тріщинуватості порід-колекторів, або зон підгорнення та зломів продуктивних горизонтів. Останнє необхідно враховувати при закладанні свердловин з метою розкриття нафтогазоперспективних глибокозанурених горизонтів.

Література

1. Ляшевич З.В., Кузьмик Л.М., Клюка Л.Ф. Об особенностях строения покровов Центральной части Скибовой зоны Украинских Карпат и Предкарпатского прогиба // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1983. – Вып. 20.
2. Бударкевич М.Д., Заяц Х.В., Ивахив Б.И. Проблема изучения доальпийского фундамента Предкарпатского прогиба // Нефть и газовая промышленность. – 1985. – №1.
3. Обоснование направлений поисков нефти и газа в глубокозалегающих горизонтах Украинских Карпат. – К.: Наукова думка, 1977. – 176 с.
4. Маєвський Б.Й., Разумова О.Р., Агафонова З.Г. Генетичні особливості нафт і попутних газів піднасуву Карпат // Нафтова і газова промисловість. – 1992. – №3. – С. 7-8.
5. Маєвський Б.Й., Окрепкий І.Р. Перспективні зони глибинного нафтогазоагромадження в Передкарпатському прогині // Нафтова і газова промисловість. – 1997. – №1. – С. 7-10.
6. Маєвський Б.Й., Хомин В.Р., Ляху М.В., Манюк М.І. До питання регіонального та локального прогнозу нафтогазосності глибокозанурених горизонтів Карпатського регіону // Геологія горючих копалин України. Тези доповідей міжнародної наукової конференції (Львів, 13-15 листопада 2001 р.). – Львів, 2001. – С. 150-151.